

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИКОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ
НА УСТАНОВКАХ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»**

Казак Д.В.

Научный руководитель доцент – профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Абсорбционный метод осушки газа, основанный на разности парциальных давлений водяных паров в газе и осушителе, имеет широкое распространение в газопереработке. Установки осушки газа строят на газоперерабатывающих заводах перед подачей нефтяного газа на установки низкотемпературной абсорбции или конденсации, работающие при температурах не ниже $-10\div 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, для осушки отбензиненного товарного газа, а также на головных сооружениях магистральных газопроводов.

Для процесса осушки важное значение имеют следующие показатели растворов гликолей:

1. осушающая способность растворов разной концентрации при различных температурах процесса абсорбции;

2. плотность растворов гликолей разной концентрации при различных температурах;

3. температура кипения водных растворов гликолей;

4. температура замерзания растворов гликолей разных концентраций [1].

Сопоставление физико-механических свойств этиленгликоля с диэтиленгликолем и триэтиленгликолем позволяет выделить следующие сравнительные характеристики:

1. температура застывания растворов этиленгликоля ниже, чем у растворов ДЭГа и ТЭГа;

2. этиленгликоль имеет большую степень предотвращения гидратообразования, а также меньшую вязкость при рабочих температурах осушки и более низкую растворимость в углеводородном конденсате;

3. при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ упругость паров раствора ЭГ с концентрацией 99% выше в 2,5 раза, чем упругость паров ТЭГа и в 7 раз выше, чем у ДЭГа. Из-за этого свойства в процессе осушки происходят значительные потери этиленгликоля, вследствие чего он не получил широкого распространения [2].

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур является преимуществом перед ДЭГом. Оно связано с возможностью его регенерации без применения вакуума до концентрации 98,1% масс. Для ДЭГа этот показатель составляет 96,7% масс.

Таковыми растворами гликолей при температуре контакта 25°C , в условиях равновесия, газ можно осушить до точки росы минус 18 и минус 1°C соответственно. Отсюда следует, что в случае неэффективной работы системы вакуумирования в установке регенерации гликоля при осушке газа раствором ДЭГа получить кондиционный газ будет невозможно. В тоже время при использовании ТЭГа газ будет близок к кондиционному [3].

Кроме этого важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров. Это обеспечит меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. Снижение потерь гликоля при использовании ТЭГа может составлять 0,2-1,5 г/1000 м³ газа в интервале температур $10\text{--}20^{\circ}\text{C}$, наиболее характерных для установок осушки газа, работающих без ДКС на входе. Эта величина более существенна при температурах контакта $30\text{--}40^{\circ}\text{C}$ и выше. Нужно отметить, что низкое давление насыщения паров ТЭГа обеспечит его меньшие потери с рефлюксной жидкостью. Потери ДЭГа в размере 10–15 % приходится на рефлюксную жидкость, с учетом чего можно полагать, что переход на ТЭГ позволит уменьшить потери гликоля на величину 5 г/1000 м³ осушаемого газа. Наиболее существенным отличием между рассматриваемыми гликолями является растворимость в них тяжелых углеводородов. Этот показатель у ТЭГа значительно выше, что является

основным недостатком использования ТЭГа при осушке [4].

Для выяснения эффективности работы абсорберов УКПГ на месторождении «Х» при применении в качестве осушителя ТЭГа были проведены исследования в условиях установившегося технологического режима работы. В абсорберах капельный унос жидкости с газом определялся по методике прибором ГПР, разработанным ЦКБН. В виду малых величин уноса ТЭГа с газом и для сокращения времени замеров, унос определялся весовым методом. Точка росы определялась прибором «Харьков 1М» [5].

Проведенные испытания подтвердили основные положения о преимуществе использования ТЭГа вместо ДЭГа на УКПГ месторождения «Х»; технологические потери ТЭГа (унос из абсорберов и регенератора) не превышают 20 мг/м³ газа; абсорбер обеспечивает точку росы по влаге не выше минус 20°C при температуре контакта $7,2\text{--}7,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и концентрации РТЭГа – 98,5% масс.; блок регенерации ТЭГа обеспечивает получение концентрации ТЭГа 98,6% масс. При атмосферном давлении, производительность блока регенерации 20 м³/час и температура в испарителе $185\text{--}190\text{ }^{\circ}\text{C}$.

ТЭГ является более дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в четыре раза. Расчеты, опирающиеся на тот факт, что потери последнего с сухим газом так же в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, подтверждают выгодность использования ТЭГа. При осушке газа ДЭГом необходимо тратить дополнительную энергию для создания вакуума в десорбере, что приводит к дополнительному повышению затрат на использование ДЭГа.

При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4°C, что вызывает его частичную деструкцию и, соответственно, снижение качества осушки газа. Для нейтрализации элементов разложившегося ДЭГа необходимо добавлять специальные присадки, что влечет дополнительные затраты не только на приобретение, но и хранение реагента.

Таким образом, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как более низкий расход, более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора, более низкие потери с осушенным газом обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Литература

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастикоаналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научнотехнический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Колокольцев С. Н., Аджиев А. Ю., Кантор Е. А. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. Монография //М.: ЛЕНАНД. – 2015г. – 314 с.

ТЕХНОЛОГИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ КАК ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЙ И НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Коновалов А.А., Карапузов И.А., Федюшкин К.Г.

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии со сложившейся ситуацией, когда вертикально интегрированные нефтяные компании стараются добыть максимальное количество нефти в короткие сроки и доля трудноизвлекаемых запасов растёт с каждым годом. В соответствии с этим, появляется необходимость разработки остаточных труднодоступных запасов, оставшихся в недрах. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) является методом комплексного воздействия на пласт, что характеризует данную технологию как наиболее перспективную среди других существующих методов увеличения нефтеотдачи пластов. Применение бинарных смесей позволит повысить нефтеотдачу пластов в среднем на 5–10%. В данной работе рассмотрен принцип вытеснения нефти с применением аммиачной селитры и продукта реакции разложения, произведен анализ опытно-промышленных испытаний как в России, так и за рубежом, существующие проблемы и тенденция развития. Так же предложены месторождения-аналоги, на которых, по мнению авторов, применимость данной технологии имеет положительную тенденцию к реализации и повышению потенциала разработки. Особое внимание уделено экономической эффективности ТГХВС по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов при нынешнем состоянии рынка в нефтяной и газовой промышленности. [2].

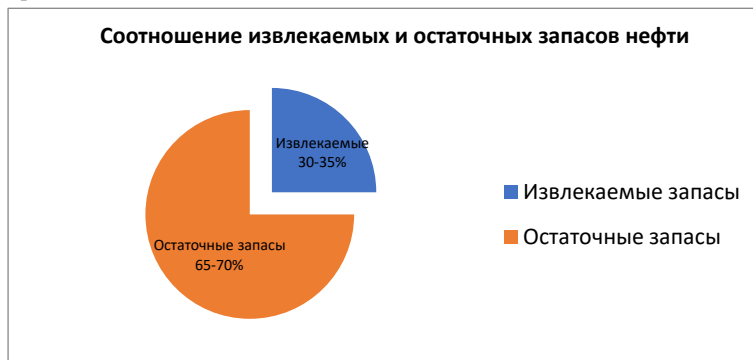


Рис. 1 Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти на территории РФ [2]

Для разработки пластов-коллекторов с осложненными условиями добычи углеводородного сырья, используются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые классифицируются по типу рабочих